

КЛЮКИН СЕРГЕЙ СЕРГЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ НА
ОСНОВЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Специальность: 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2009

Работа выполнена в Сургутском научно-исследовательском и проектном институте нефтяной промышленности «СургутНИПИнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз»

Научный консультант:

- доктор технических наук
Лушпеева О.А.

Официальные оппоненты:

- доктор технических наук
Пчелинцев Ю.В.

- кандидат технических наук
Вольпин С.Г.

Ведущая организация:

- Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Федерального агентства по образованию

Защита состоится 23 сентября 2009 года в 10.00 часов на заседании диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН) по адресу: г. Москва, 119991, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: г. Москва, 119991, ул. Бардина, д. 4.

Автореферат разослан «22» августа 2009 г

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000605759

Ученый секретарь
диссертационного совета
д-р техн. наук

А.П. Аверьянов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. При разработке нефтяных месторождений на любой её стадии и особенно на поздней, характеризующейся значительным ростом обводнённости продукции, снижением темпов добычи нефти, большое внимание уделяется повышению эффективности разработки за счёт применения различных методов воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС).

Многочисленными исследованиями, проведёнными на нефтяных месторождениях, доказано существенное влияние гидропроводности ПЗС на продуктивность скважин. От качественного вскрытия продуктивного пласта, характеризующегося хорошей гидропроводностью и степенью его загрязнения, зависит производительная работа добывающих и нагнетательных скважин в течение длительного периода их эксплуатации и, в конечном итоге, эффективность и технико-экономические результаты разработки всего месторождения. С учётом многообразия геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона скважины в течение всего периода работы скважины подвергается различным физико-химическим и другим изменениям, влияющим на гидропроводность ПЗС. В этой связи проницаемость призабойной зоны скважины практически никогда не является постоянной, а изменение её во времени идёт, как правило, в сторону снижения.

Информация о состоянии ПЗС имеет большое значение не только для регулирования процесса разработки месторождения, но и для создания новых эффективных способов обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважины с целью повышения нефтеотдачи пласта и вовлечения в разработку не дренируемых запасов.

В настоящее время на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» используются различные виды ОПЗ скважин. Широкое применение ОПЗ, развитие их технологий ставят задачу выбора оптимальных видов воздействий, обеспечивающих необходимую технологическую эффективность в конкретных условиях.

Оценка технологической эффективности ОПЗ на сегодняшний день осуществляется после их проведения по текущему дебиту в течение года (дополнительно добытой нефти за счёт повышения нефтеотдачи пласта) и сокращению объёма попутно добываемой воды. Данный метод оценки ОПЗ требует длительного времени. Достоверность оценки дополнительно добытой нефти определяется адекватностью модели, аппроксимирующей добычу на прогнозируемый период. Метод не позволяет выявить механизм повышения нефтеотдачи, без чего не могут быть выявлены наиболее эффективные воздействия.

В этой связи актуальной является задача развития термогидродинамических методов исследования скважин, позволяющих определять состоя-

ние призабойной зоны скважины, и на основе данных исследований оценивать и подбирать наиболее эффективные виды воздействий.

Цель работы. Повышение эффективности разработки месторождений посредством разработки научнообоснованной методики оценки состояния призабойной зоны скважины для определения эффективности воздействия и изучения его механизма на основе термогидродинамических исследований.

Основные задачи исследований

1. Анализ широко применяемых на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» видов воздействий на призабойную зону скважины.

2. Анализ существующих методик оценки эффективности воздействий на призабойную зону скважины.

3. Разработка оптимального набора контролируемых параметров, необходимых для оценки эффективности воздействий на призабойную зону скважины.

4. Разработка оптимального комплекса исследовательских работ с целью получения информации о состоянии призабойной зоны скважины.

5. Обоснование технологии и длительности проведения исследовательских работ.

6. Проведение промысловых экспериментов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» по оценке эффективности от применения наиболее распространённых видов воздействий на призабойную зону скважины.

7. Анализ результатов термогидродинамических исследований скважин до и после воздействий на ПЗС для оценки информативности разработанной методики определения эффективности воздействия на призабойную зону скважины.

Научная новизна работы

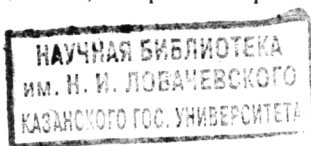
1. Теоретически и экспериментально установлено, что сравнительный анализ фильтрационных параметров пласта, а также продуцирующих интервалов до и после проведения обработки призабойной зоны скважины, позволяет выявить механизм обеспечения эффективности воздействия.

2. Разработана технология исследования многоствольных скважин, основанная на использовании одновременных замеров давления и температуры в нескольких фиксированных точках пилотного ствола скважины.

3. Разработана методика оценки эффективности воздействий на призабойную зону скважины на основе термогидродинамических исследований скважин (ТГДИС).

Основные защищаемые положения

1. Методика термогидродинамических исследований скважин, направленная на оценку эффективности воздействий на призабойную зону скважины и выявления механизма достижения эффективности, включающая технологию проведения исследований, алгоритмы обработки и интерпретации результатов исследований.



2. Технология исследования многоствольных скважин, основанная на использовании одновременных замеров давления и температуры в нескольких фиксированных точках пилотного ствола скважины.

3. Результаты промысловых исследований скважин, проведённых до и после воздействий на ПЗС (солянокислотная и глиноукислотная обработки, электрогидровоздействие, гидравлический разрыв пласта в вертикальной и горизонтальной скважине) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», выполненных на основе разработанной методики.

Практическая ценность и реализация результатов работы

1. Разработана методика оценки эффективности воздействий на призабойную зону скважины на основе термогидродинамических исследований, а также технология исследования многоствольных скважин, основанная на использовании одновременных замеров давления и температуры в нескольких фиксированных точках пилотного ствола скважины.

2. Разработанная методика, включающая технологию проведения и обработку результатов исследований, позволяет обеспечить высокую информативность и надёжность определения продуктивных, фильтрационных параметров призабойной и удалённой зоны скважины.

3. Разработаны и внедрены в производство РД 5757490-038-2003 «Методическое руководство по определению работающих интервалов горизонтальных скважин с использованием «гирлянды» автономных приборов и эжекторного многофункционального пластоиспытателя» и СТП 183-2004 «Нефть. Методика обработки кривых восстановления давления горизонтальных скважин». Методическое руководство и СТП предназначены для использования при промысловых исследованиях горизонтальных скважин и скважин, вскрывающих многопластовые объекты и многослойные пласты.

Результаты исследований используются для контроля разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», выбора наиболее эффективных методов воздействия для конкретных геолого-промысловых условий, с целью увеличения нефтеотдачи пластов и вовлечения в разработку не дренируемых запасов.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на: 4-й Международной научно-практической конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (Анапа, сентябрь 2003); Международной научно-технической конференции, посвящённой 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (Тюмень, ноябрь 2003); научно-практической конференции «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции», посвящённой 60-летию образования Тюменской области (Тюмень, сентябрь 2004); Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, октябрь 2006); научно-технической конференции «Современные техноло-

гии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений» (Томск, май 2007); Международной конференции геофизиков и геологов (Тюмень, декабрь 2007).

Публикации

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 18 печатных работах, в том числе 1 статья в издании, рекомендованном ВАК РФ, получено 3 патента РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 139 наименований и 6 приложений. Изложена на 179 страницах машинописного текста, содержит 15 таблиц 60 рисунков.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность научному руководителю д.т.н. Лушпеевой О.А. за неоценимую помощь и поддержку при выполнении диссертационной работы, д.т.н. Федорову В.Н., к.т.н. Мешкову В.М., к.т.н. Нестеренко М.Г., к.т.н. Лушпееву В.А. за консультации в области контроля разработки месторождений термо- и гидродинамическими методами, полезные советы и обсуждения работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цели и задачи исследования, определены методы исследований, показаны научная новизна и практическая значимость выполненных исследований.

В первом разделе представлен анализ применяемых ОПЗ на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», рассмотрены технологические особенности методов воздействия на ПЗС, а так же существующие на сегодняшний день методы оценки эффективности воздействий.

В связи со снижением темпов добычи нефти, ростом обводненности продукции и вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, на разрабатываемых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» всё больше находят применение различные виды обработок призабойной зоны скважины с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

На основании проведённого анализа применяемых ОПЗ на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», выявлено, что на сегодняшний момент наиболее эффективными являются физико-химические методы ОПЗ: гидравлический разрыв пласта (ГРП) электрогидровоздействие (ЭГВ), термогазохимическое воздействие (ТГХВ), солянокислотная и глинокислотная обработки (СКО, ГКО), обработки различными растворителями. На долю указанных выше методов приходится наибольший объём дополнительно добытой нефти (порядка 27002,3 тыс.т) или 30,6 % из общего объёма дополнительной добычи, где среднее время продолжительности эффекта составляет от 6 до 18 месяцев.

Для поддержания и увеличения повышения производительности скважин и достижения большего охвата воздействием по простиранию пласта и его толщине необходимо применять комплексные воздействия, сочетающие два и более метода в один технологический процесс.

В настоящее время на различных предприятиях нефтегазового комплекса, согласно отраслевым руководящим документам, в обязательном порядке применяются методы по оценки технологической и экономической эффективности воздействий на ПЗС. Однако данные методы лишь констатируют факт увеличения или уменьшения производительности скважин и его рентабельность, но не выявляют механизм за счёт которого была достигнута эффективность (или неэффективность) от ОПЗ.

Для определения причин эффективности (или неэффективности) воздействий и выбора наиболее оптимального для конкретных геолого-технических условий, у каждого нефтегазового предприятия имеются и дополнительные методы оценки ОПЗ, которые различны по способу получения информации и степени её достоверности.

Существующие на сегодняшний день и применяемые на практике методы оценки эффективности воздействий на ПЗС можно объединить в 4 вида:

1. Метод статистических данных.
2. Метод анализа состояния разработки участков пласта на котором проводились ОПЗ.
3. Метод прямых замеров, основанный на данных геофизических или гидродинамических исследований (регистрация контрольных параметров проводится как на устье, так и на забое скважины).
4. Совмещённые методы (применение нескольких из вышеперечисленных методов с добавлением новых элементов анализа).

Данные методы оценки имеют свои достоинства и недостатки. К главным недостаткам можно отнести:

- невозможность установить точные причины увеличения или снижения эффекта от воздействия в виду малого количества (или полного отсутствия) данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта, его энергетики и степени выработки;
- узкая направленность используемого метода;
- отсутствие оперативности.

Проблемам, связанным с оценкой эффективности методов воздействия на призабойную зону скважины, посвящено большое количество научных работ. Значительный вклад в решение этих задач внесли многие крупные ученые: А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.П. Желтов, В.Н. Щелкачев, И.А. Чарный, К.С. Басниев, Ш.К. Гиматудинов, И.Т. Мищенко, Р.Н. Дияшев, С.А. Жданов, Б.Т. Баишев, А.Т. Горбунов, И.М. Аметов, Ф.И. Котяхов, Ю.П. Борисов, С.Н. Бузинов, В.Н. Николаевский, Р.Р. Ибатуллин, И.О. Умрихин, Э.Б. Чекалюк, М.И. Кременецкий, С.Г. Каменецкий,

Л.Г. Кульпин, Р.Г. Шагиев, а также зарубежные ученые, занимающиеся данной проблемой: W. Hurst, M.F. Hawkins, C.B. Thomas, P. Pollard, C.C. Miller, C.A. Hutchinson, A.F. Van Everdingen и многие другие. Этому направлению посвящены работы Л.М. Кочеткова, В.А. Иктисанова, Д.М. Шейх-Али, И.М. Назмиева, Е.Д. Подымова, А.Б. Рублёва, А.Т. Нагиева, О.В. Каптелинина, М.А. Шаламова, Т.В. Грошевой, Х.Н. Музипова, И.М. Галимова, Р.Н. Абдуллина, А.Е. Чикина и др. Представлены методики оценки воздействий, технологии проведения геофизических, гидродинамических исследований, методы обработки и интерпретации полученных результатов.

На основе выполненного анализа методов оценки эффективности воздействий установлено, что существующие методы частично решают имеющуюся на сегодня проблему, однако являются неоптимальными как с точки зрения набора оцениваемых параметров, так и с точки зрения ограничений в применении. Кроме того, гидродинамические и геофизические методы применяемые по отдельности также не решают данную задачу, так как немаловажным фактором, влияющим на достоверность гидродинамических исследований скважин (ГДИС), является определение работающих интервалов пласта, что требует совмещения традиционных ГДИС с термометрией и разработки соответствующей технологии направленной на решение данной задачи.

Обоснована актуальность совмещения и развития методов термометрии и гидродинамики с целью изучения состояния ПЗС до и после проведения ОПЗ.

Второй раздел диссертации посвящен разработке методики определения фильтрационных параметров призабойной зоны скважины (коэффициенту продуктивности, гидропроводности, проницаемости, скин-фактору). Информация, полученная по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, не достаточно точно характеризует свойства пласта в целом, так как они могут резко изменяться по площади его распространения. В то время как объём исследуемой зоны составляет лишь незначительную долю всего пласта. В этом смысле гидродинамические исследования, основанные на непосредственных измерениях дебитов, давлений, температуры, имеют существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов. Используя формулы подземной гидродинамики, по данным промысловых исследований можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов, а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ и т.д.).

Одной из основных проблем интерпретации ГДИС является неоднозначность результатов, обусловленная тем, что с точностью погрешности измерений одну и ту же кривую давления можно описать несколькими моде-

лями. Поэтому при выборе модели необходимо максимально учитывать конкретную геолого-промысловую обстановку (технические мероприятия, выполнявшиеся в интервале пласта, геологическое строение залежи, её размеры, удалённость исследуемой скважины от соседних скважин и границ пласта). Выбор типа модели определяют расчётные соотношения, которые описывают поле давления для конкретного случая.

Подробно рассмотрены следующие математические модели:

- модель притока флюида к совершенной скважине;
- модель притока к скважине пересечённой трещиной гидравлического разрыва пласта;
- модель притока флюида к горизонтальной скважине;
- распределения полей температуры и давления при стационарной и нестационарной фильтрации флюида.

В процессе изучения существующих методик определения фильтрационных параметров ПЗС для характерных геологических условий и видов скважин особо подчёркивается важность степени и характера вскрытия пласта, так как они определяют фильтрационные сопротивления, возникающие в призабойной зоне, и, в конечном итоге, производительность скважин. Вследствие несовершенства скважин по степени и характеру вскрытия в призабойной зоне возникают сложные неоднородные течения, обусловленные существенными деформациями линий тока. Для изучения степени влияния фильтрационных сопротивлений на производительность скважин и выбора адекватного способа их уменьшения (минимизации), предлагается использовать информативные методы исследований (прямые замеры забойного давления, температуры и его изменения во времени) и современные программные комплексы с различными модельными решениями.

При приближенном математическом моделировании сложных течений – создании теоретических моделей пластовой фильтрационной системы (МПФС) и их последующего исследования и анализа методами подземной гидромеханики – используется приближенный приём замены сложных траекторий течения простыми одномерными фильтрационными потоками и их комбинациями. В их числе в первую очередь следует назвать линейный, билинейный и сферический режимы.

В третьем разделе рассматривается технология проведения термогидродинамических исследований скважин для оценки эффективности воздействий на призабойную зону скважины.

Термогидродинамические исследования скважин, направленные на оценку эффективности методов воздействий на ПЗС основываются на одновременном применении метода термометрии и гидродинамики. Главными условиями при проведении исследований данными методами являются:

1. Достижение и поддержание в течение заданного времени стационарного режима фильтрации в скважине.

2. Возможность создания и поддержания допустимого перепада давления (где обязательное условие $P_{зоб} > P_{насыщ}$).
3. Зондирование как прискажинной, так и удалённой зоны пласта ($R_{зона} > R_{возв.ОПЗ}$).
4. Минимизация или полное исключение влияния ствола скважины (закрытие скважины на забое).
5. Одновременная регистрация давления и температуры в различных стационарных точках интервалов перфорации.
6. Наличие устройства для исследования горизонтальных и многоствольных скважин, а так же скважин вскрывших многопластовые объекты.

Учесть перечисленные выше условия позволяет разработанная в ОАО «Сургутнефтегаз» многотатчиковая технология термогидродинамических исследований скважин с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя (ЭМПИ). Особенностью данной технологии является то, что используются автономные комплексные приборы размещающиеся неподвижно напротив изучаемых интервалов (один прибор располагается в зумпфе скважины и является контрольным, так как в этой зоне изменение температуры, обусловленное дроссельным эффектом, не происходит), а так же ЭМПИ, который позволяет создавать в подпакерной зоне заданную депрессию и поддерживать её в течение необходимого периода. Исследования проводятся на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

Технология проведения термогидродинамических исследований по оценке эффективности ОПЗ включает в себя обязательный спуск исследовательского оборудования в выбранный интервал. В исследовательское оборудование входит хвостовик (контейнеры – равномерно перфорированные трубы НКТ диаметром 2-2,5 дюйма и длиной 1,5-2 м, количество контейнеров зависит от геометрических параметров исследуемого объекта), глухая муфта, щелевой фильтр, обратный клапан, пакер, ЭМПИ, колонна НКТ до устья. Сущность технологического процесса состоит в том, что в скважину на НКТ производится спуск следующей компоновки (снизу-вверх): воронка, хвостовик, пакер, НКТ – 2 шт., ЭМПИ (рис. 1 а).

При разработке месторождений в настоящее время широко распространено использование многоствольных скважин. В подобных скважинах из основного ствола разбуриваются несколько боковых стволов, ведущих к различным участкам эксплуатационного объекта. Динамика работы скважины в этом случае зависит от характеристик каждого из стволов и фильтрационных параметров вскрытых участков пласта. Для эффективной эксплуатации многоствольных скважин необходимы промыслово-геофизические данные, полученные в процессе разработки пластов. Технически не всегда возможна доставка оборудования в пробуренные боковые стволы, следовательно, ис-

следования процессов, протекающих в них, существенно затрудняются. Основой для проведения термогидрозондирования является отработанная и используемая в «СургутНИПИнефть» многодатчиковая технология. Где отличием от описанной выше технологии является то, что в пилотном стволе над верхним окном врезки устанавливается пакер, а на дальнейшем участке насосно-компрессорных труб от верхнего окна врезки до забоя пилотного ствола в контейнерах устанавливаются комплексные автономные приборы в количестве, необходимом для получения информации о каждом боковом стволе многоствольной скважины (рис. 1 б).

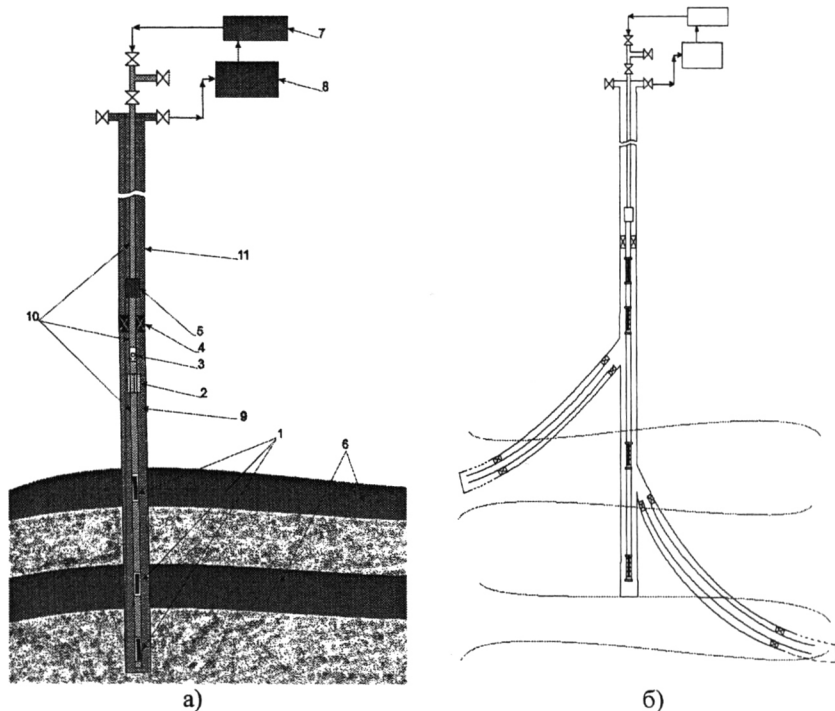


Рисунок 1 – Схема проведения термогидродинамических исследований по многодатчиковой технологии с использованием ЭМПИ:

а) в вертикальной скважине, б) в многоствольной скважине, где:

- 1 – контейнеры с приборами; 2 – щелевой фильтр; 3 – обратный клапан;
- 4 – пакер; 5 – ЭМПИ; 6 – исследуемые пласты; 7 – насосный агрегат;
- 8 – мерная ёмкость; 9 – подпакерное пространство; 10 – НКТ; 11 – обсадная колонна.

Установка в хвостовике колонны насосно-компрессорных труб контейнеров с автономными комплексными приборами, расположенными напротив каждого окна врезки бокового ствола, обеспечивает получение информации о работе бокового ствола и возможность определения фильтрационных параметров прискважинной зоны пласта (гидродинамическое несовершенство скважины, скин-фактор, проницаемость), а также долю каждого бокового ствола в общем количестве продукции скважины.

Основой для выбора метода воздействия на призабойную зону конкретной скважины являются данные о её состоянии: степень и радиус изменения фильтрационных параметров по отношению к первоначальным.

Согласно теоретическим представлениям и промысловым данным, вокруг скважины можно выделить зону, отличающуюся от окружающего пласта по основным фильтрационным характеристикам, и в первую очередь по проницаемости (загрязнение при вскрытии пласта, нарушение режимов эксплуатации, проведение ремонтов скважин). Параметром, характеризующим данную зону являться радиус измененной проницаемости скважины (радиус зоны загрязнения), оценить который возможно посредством использования математических преобразований (формулы Дюпюи) и лабораторных исследований.

Формула расчета дебита с учетом скин-эффекта имеет вид:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_s}{r_c} + S\right)}, \quad (1)$$

где S – численная величина, характеризующая дополнительные фильтрационные сопротивления при течении флюида в ПЗС.

Выражение для вычисления скин-эффекта запишем в следующем виде:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_c}, \quad (2)$$

где k и k_s – проницаемость пласта и загрязненной зоны, соответственно; r_c и r_s – радиус скважины и радиус загрязненной зоны, соответственно.

Из выражения для скин-эффекта определим радиус загрязненной зоны:

$$\ln \frac{r_s}{r_c} = \frac{S}{\left(\frac{k}{k_s} - 1\right)}, \quad (3)$$

$$r_s = r_c e^{\frac{S}{\left(\frac{k}{k_s} - 1\right)}}. \quad (4)$$

С использованием полученной формулы были проведены расчеты по определению радиуса загрязнения ПЗС различными технологическими

жидкостями на образцах керн, отобранного из основных продуктивных пластов Сургутского свода. Проницаемость пластов задавалась значениями 1, 100, 500 мД. Степень ухудшения проницаемости была определена по результатам лабораторных исследований на керне. Зависимость радиуса загрязнения от скин-фактора представлена на рисунках 2-4.

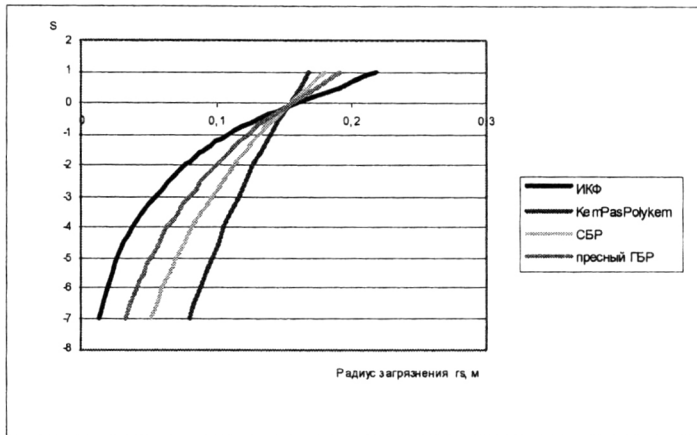


Рисунок 2 – Зависимость радиуса загрязнения призабойной зоны скважины различными технологическими жидкостями от скин-фактора, $k=1$ мД

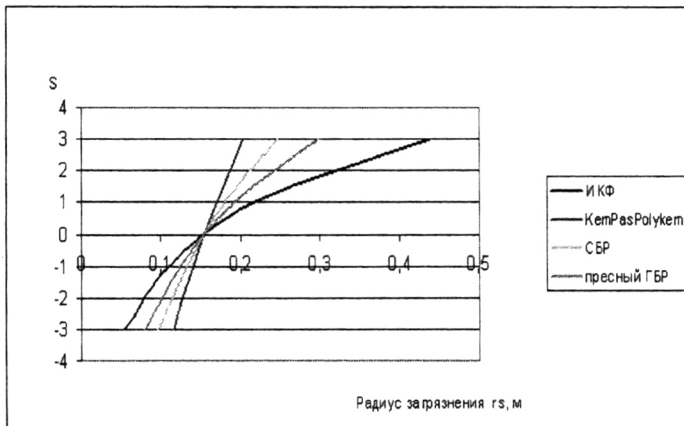


Рисунок 3 – Зависимость радиуса загрязнения призабойной зоны скважины различными технологическими жидкостями от скин-фактора, $k=100$ мД

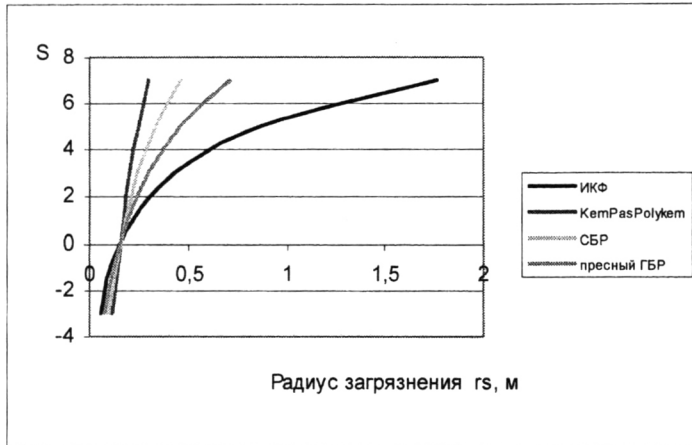


Рисунок 4 – Зависимость радиуса загрязнения призабойной зоны скважины различными технологическими жидкостями от скин-фактора, $k=500$ мД

Определив величину радиуса измененной проницаемости пласта в призабойной зоне, зная возможности известных методов воздействия по глубине обработки и механизм воздействия каждого метода, принимая во внимание то, что для достижения потенциального эффекта обработки глубина воздействия должна быть, по крайней мере, равной радиусу зоны измененной проницаемости, выбирается метод воздействия.

Для выбора наиболее эффективного вида воздействия на ПЗС необходимо обладать достоверной информацией как о состоянии прискважинной так и удаленной зоны (незатронутой загрязнением) пласта. Наличие информации о состоянии удаленной зоны пласта, её фильтрационных характеристиках, позволяет определять потенциальные возможности скважины и степень их достижения после проведения ОПЗ.

Получать такую информацию позволяют результаты обработки и интерпретации кривой восстановления давления (КВД), где актуальным вопросом является длительность регистрации КВД.

Время, необходимое для получения информации об особенностях зоны дренирования скважины по КВД определяется по следующим формулам:

$$R = \sqrt{\pi \cdot a \cdot \tau} - \text{формула Э.Б. Чекалюка,} \quad (5)$$

$$T = \frac{2R^2}{a\mu}, \quad \tau = \frac{5R^2}{a\mu}, \quad (6)$$

где T – время работы скважины до остановки, τ – время восстановления давления, R – радиус исследуемой области в окрестности скважины, α – коэффициент пьезопроводности.

По приведённым выше формулам определяется оптимальное время исследований необходимое для диагностирования призабойной (загрязнённой) и удалённой зоны скважины для разных значений пьезопроводности (характерных для Западной Сибири). Расчётные значения и получившиеся зависимости приведены на рисунке 5, 6.

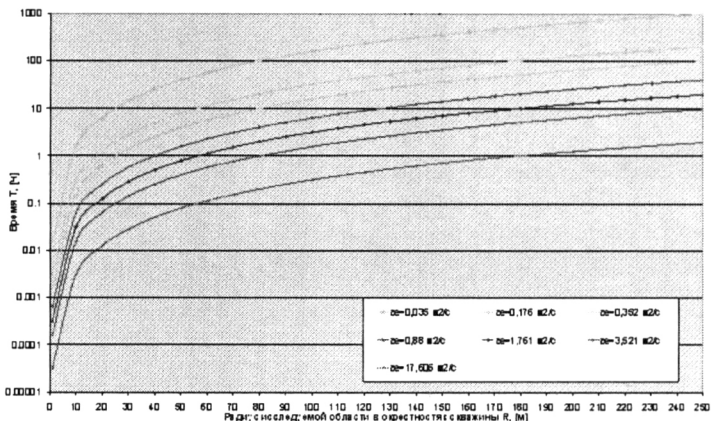


Рисунок 5 – Время работы скважины до остановки для различных значений коэффициента пьезопроводности

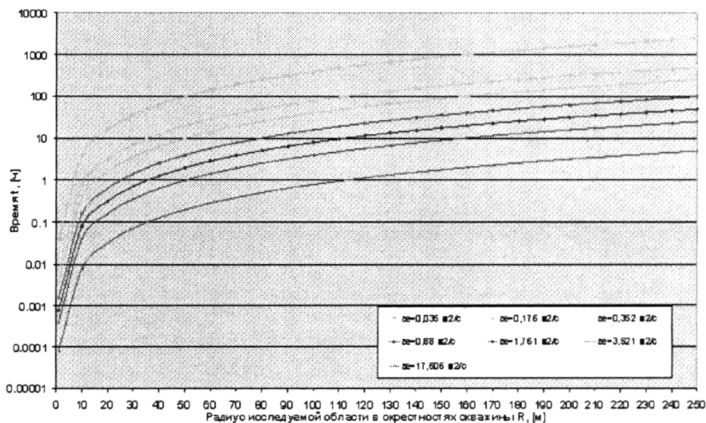


Рисунок 6 – Время восстановления давления для различных значений коэффициента пьезопроводности

Для определённого радиуса загрязнения, варьирующегося в пределах от 1,3 см до 1,8 м, необходимое время исследований находится в диапазоне от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от пьезопроводности. Для оптимизации промысловых работ, исследования: методом снятия индикаторных диаграмм (ИД) должны проводиться – на 3-х режимах по 2-4 часа (и более), с последующей остановкой скважины на каждом режиме, для регистрации КВД на такой же промежуток времени (изохронный метод). После последнего цикла отработки на режиме, рекомендуется регистрировать КВД порядка 12 часов (и более) с целью уверенного зондирования удалённой зоны пласта.

Таким образом, использование данной технологии позволяет оперативно получать достоверную информацию о состоянии призабойной зоны скважины и удалённой зоны пласта.

Изложенные алгоритмы обработки и интерпретации результатов термогидродинамических исследований позволяют с большой степенью точности определять следующие параметры: работающие интервалы (эффективную толщину пластов), добычные возможности скважины (коэффициент продуктивности), фильтрационные параметры пласта (проницаемость, гидропроводность, скин-фактор). Сравнительный анализ полученных параметров характеризующих состояние призабойной зоны скважины до и после проведения воздействий, позволяет адресно оценивать эффективность того или иного мероприятия.

В четвертом разделе представлены результаты промысловых термогидродинамических исследований скважин проведённых до и после таких видов воздействий на ПЗС как: солянокислотная и глиноукислотная обработки, электрогидровоздействие, гидравлический разрыв пласта в вертикальной и горизонтальной скважине.

Термогидродинамические исследования скважины №127 Русскинского месторождения проводились с целью определения фильтрационных и продуктивных параметров до, и после проведения СКО. Объект исследования: пласт ЮС₁; глубина кровли пласта ЮС₁ по вертикали – 2732,3 м; общая нефтенасыщенная перфорированная толщина – 18 м; интервалы перфорации по стволу – 2733-2740, 2746-2753, 2757-2761 м. Конструкция хвостовика (глубина по стволу): 1-й прибор – 2772 м; 2-й прибор – 2752 м; 3-й прибор – 2741 м; 4-й прибор – 2730 м; пакер – 2666 м.

Исследования проведены с использованием ЭМПИ и хвостовика с «гирляндой» автономных приборов АМТ-08. Скважина отработана на трех режимах по три часа при устьевых давлениях нагнетания 80, 100 и 120 атм. После первого и второго режима работы скважина остановлена на три часа. После третьего режима – на 12 часов для записи кривой восстановления давления (КВД). При отработке скважины на режимах контроль притока осуществлялся по изменению объема жидкости в мернике агрегата ЦА-320.

На рисунке 7, 8 представлен замер забойного давления по всем 4-м приборам до и после проведения СКО. Пластовое давление, принято по конечному участку КВД 4-го прибора, и равно 229,7 атм (до проведения СКО), 229,4 атм (после проведения СКО).

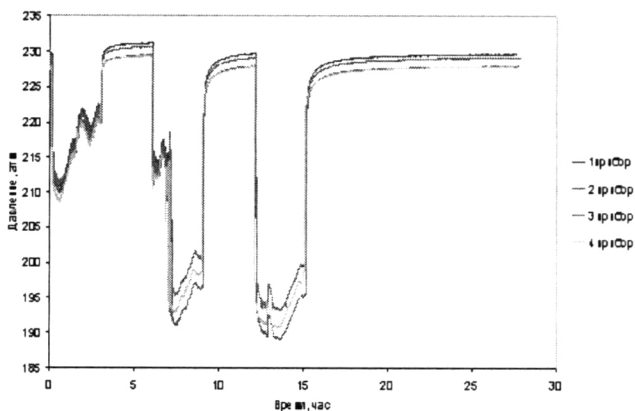


Рисунок 7 – Изменение давления в скважине №127 Русскинского месторождения до проведения СКО

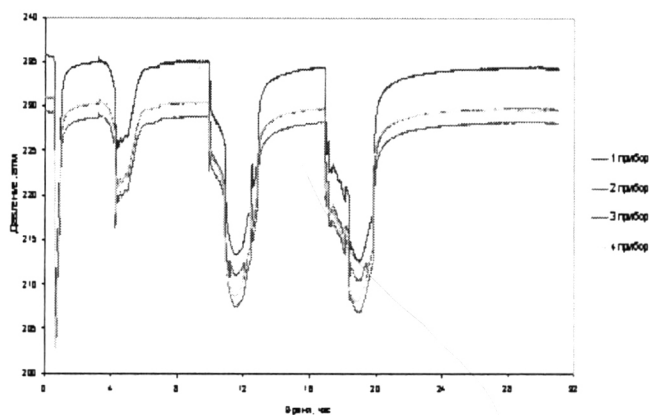


Рисунок 8 – Изменение давления в скважине №127 Русскинского месторождения после проведения СКО

По результатам замера температуры до проведения СКО (рис. 9) выявлены работающие интервалы перфорации. Изменение температуры по

первому и второму приборам имеет единый характер. Так как первый прибор расположен ниже интервалов перфорации, то притока там нет. Следовательно, в интервале установки второго прибора приток также отсутствует. Нижний интервал перфорации не работает. По данным термометрии после проведения СКО (рис. 10) все перфорированные интервалы интерпретированы как работающие.

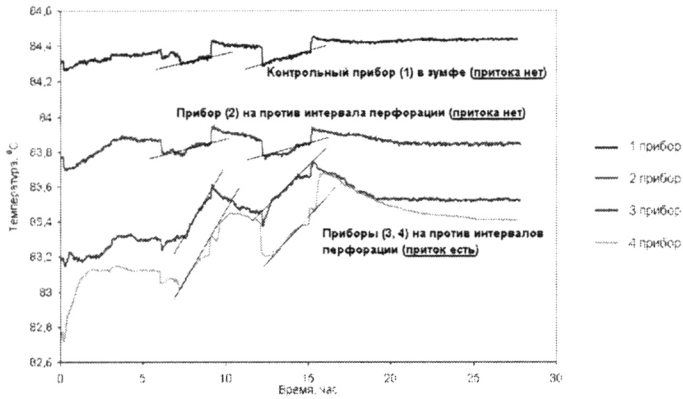


Рисунок 9 – Изменение температуры в скважине № 127 Русскинского месторождения до проведения СКО

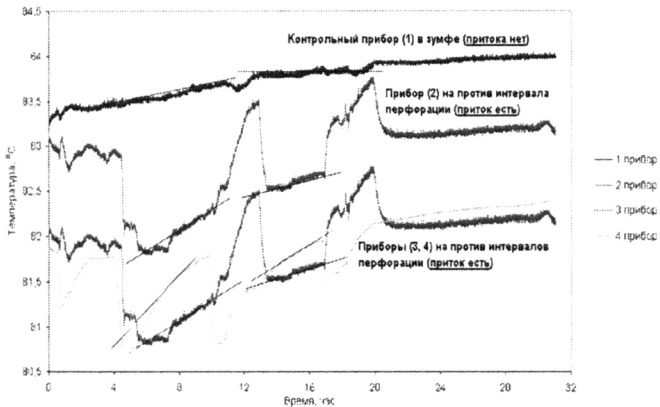


Рисунок 10 – Изменение температуры в скважине № 127 Русскинского месторождения после проведения СКО

На основании полученных результатов термогидродинамических исследований (табл. 1) выявлено, что: фактически работающая мощность пласта увеличилась на 4 м, за счет включения в работу интервала 2757-2761 м. Коэффициент продуктивности увеличился в три раза (на 354 %) с 0,950 до 3,363 м³/((сут*атм) (рис. 11). Работающие интервалы: 2733-2740 м, 2746-2753 м, 2757-2761 м. Эффективность от проведения данного вида ОПЗ (СКО) присутствует и основана на увеличении проницаемости прискважинной зоны пласта за счет вступления кислоты в реакцию с материалом породы, и также зависит от свойств кислотного состава, технологической схемы процесса, свойств коллектора и параметров обработки.

Таблица 1 - Результаты обработки ТГДИС скважины №127 Русскинского месторождения до и после проведения СКО

№ этапа	Депрессия, атм	Дебит, м ³ /сут	Работающая толщина пласта, м	Проницаемость удалённой зоны пласта, мД	Скин-фактор	К пр, м ³ /сут *атм
1 (до СКО)	30,3	28,8	14	22,87	6,686	0,950
2 (после СКО)	15,7	52,8	18	24,16	-0,616	3,363

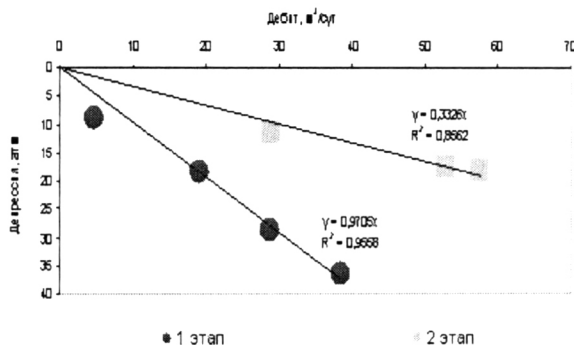


Рисунок 11 - Индикаторные диаграммы до и после проведения СКО на скважине №127 Русскинского месторождения

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основании проведённого анализа существующих методов оценки эффективности воздействий установлено, что рассмотренные методы частично решают имеющуюся на сегодня проблему, однако являются неоптимальными как с точки зрения набора оцениваемых параметров, так и с точки зрения ограничений в применении.

2. Установлено, что гидродинамические и геофизические методы, применяемые по отдельности, также не решают задачу достоверности оценки эффективности воздействий. Одним из главных факторов, влияющих на достоверность гидродинамических исследований скважин, является определение работающих интервалов пласта, что требует совмещения традиционных гидродинамических исследований скважин с термометрией и разработки соответствующей технологии направленной на решение данной задачи.

3. Разработана и апробирована многодатчиковая технология термогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин на основе размещения нескольких комплексных приборов (произвольное количество) по всему изучаемому интервалу ствола скважины и одновременной регистрации температуры и давления, характеризующих процессы неізотермической фильтрации пластового флюида к стволу скважины.

4. Разработана технология исследования многоствольных скважин, основанная на использовании одновременных замеров давления и температуры в нескольких фиксированных точках пилотного ствола скважины.

5. Обоснованы комплекс и длительность проведения исследовательских работ.

6. Определены характерные диагностические признаки (гидродинамические и термодинамические) позволяющие оценивать эффективность проводимых воздействий.

7. Разработана методика обработки и интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин, которая позволяет:

- определять фильтрационные и продуктивные параметры исследуемого интервала (или интервалов) пласта до и после проведения воздействия;

- определять работающие интервалы пласта.

8. Доказано, что сравнительный анализ (до и после проведения воздействия на призабойную зону скважины) фильтрационных и продуктивных параметров пласта, работающих интервалов, полученных по результатам термогидродинамических исследований, позволяет выявить механизм эффективности воздействия.

9. Проведённые на скважинах промысловые исследования до и после различных видов ОПЗ показали перспективность разработанной методики оценки эффективности воздействий.

10. При проведении исследований 20 скважин в год экономический

эффект от внедрения методики термогидродинамических исследований по оценке эффективности воздействий составляет более 6 млн. руб.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Клюкин С.С. Достоинства применения струйных насосов при освоении скважин после бурения и капитального ремонта / Клюкин С.С. // Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири: Сб. докл. отрасл. науч.-практ. конф. – Тюмень: ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (ОАО «СибНИИНП»)), 2004. - С. 117-123.

2. Федоров В.Н. Гидродинамические исследования скважин на стадии освоения / В.Н. Фёдоров, С.С. Клюкин, В.М. Мешков // Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Сб. докл. 4 междунар. конф. – Краснодар: ОАО НК «Роснефть-Термнефть», ОАО «РосНИПИ-термнефть», 2004. - С. 418-426.

3. Федоров В.Н. Оценка эффективности ГТМ на основе ГДИС / В.Н. Фёдоров, С.С. Клюкин, В.М. Мешков, И.А. Шешуков // IV научно-практическая конференция молодых учёных и специалистов нефтяной и геолого-разведочной отрасли Ханты-Мансийского автономного округа: Сб. тезисов докладов. – Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть» 2003. - С. 121-123.

4. Федоров В.Н. Оценка эффективности ГТМ на основе гидродинамических исследований / В.Н. Фёдоров, С.С. Клюкин, В.М. Мешков // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы международной научно – технической конференции, посвящённой 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (Индустриального института). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. - С. 110.

5. Клюкин С.С. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий термогидродинамическими методами / С.С. Клюкин, В.М. Мешков, В.А. Лушпеев, М.Н. Фараносов // Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции: Материалы науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования Тюменской области. – Тюмень: ФГУП «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», 2004. - С. 340-344.

6. Федоров В.Н. Преимущества применения струйных насосов при гидродинамических исследованиях скважин на стадии их освоения / В.Н. Федоров, С.С. Клюкин // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. тр. «СургутНИПИнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2004. - Вып. 5.- С. 154-161.

7. Федоров В.Н. Использование глубинных пробоотборников различных конструкций на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / В.Н. Федоров, М.Г. Нестеренко, С.С. Клюкин // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона:

Сб. тр. «СургутНИПИнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2004. - Вып. 5.- С. 201-208.

8. Пат. 41081 РФ, Е 21 В 49/00. Устройство для исследования горизонтальных скважин / В.Н. Федоров, И.А. Кострюков, В.М. Мешков, М.Г. Нестеренко, С.С. Клюкин (Россия). № 2004106457; Заявлено 05.03.2004; Оpubл. 10.10.2004, Бюл. №28.

9. Мешков В.М. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий термогидродинамическими методами / В.М. Мешков, С.С. Клюкин, В.А. Лушпеев // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. тр. «СургутНИПИнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2005. - Вып. 6.- С. 149-157.

10. Пат. 45776 РФ, Е 21 В 47/06. Устройство для исследования многоствольных скважин / В.Н. Федоров, М.Г. Нестеренко, В.М. Мешков, С.С. Клюкин, В.А. Лушпеев (Россия). № 2005100638; Заявлено 11.01.2005; Оpubл. 27.05.2005, Бюл. №15.

11. Нестеренко М.Г. Достоинства и недостатки современных пробоотборников / М.Г. Нестеренко, В.Н. Федоров, С.С. Клюкин // Инновации и эффективность производства: Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень, 2006. - С. 36-38.

12. Федоров В.Н. Термогидродинамические исследования горизонтальных и многозабойных скважин / В.Н. Федоров, В.А. Лушпеев, С.С. Клюкин // Инновации и эффективность производства: Материалы региональной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень, 2006. - С. 39-40.

13. Клюкин С.С. Мониторинг состояния призабойной зоны пласта посредством термогидродинамических исследований / С.С. Клюкин, В.Н. Федоров, М.Г. Нестеренко // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №4. - С. 59-61.

14. Фараносов М.Н. Гидропрослушивание Талаканского месторождения / М.Н. Фараносов, А.П. Новиков, С.С. Клюкин // VI конференция молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа: Сб. материалов. – Ханты-Мансийск, 2006. - С. 147-148.

15. Пат. 2290507 РФ, Е 21 В 47/10. Способ определения фильтрационных параметров сложнопостроенных коллекторов и многопластовых объектов / В.Н. Федоров, В.М. Мешков, С.С. Клюкин, В.А. Лушпеев (Россия). - № 2005100437/03; Заявлено 11.01.2005; Оpubл. 27.12.2006, Бюл. №36.

16. Федоров В.Н. Термогидродинамические исследования - как метод мониторинга состояния пластово-фильтрационной системы при разработке месторождения / В.Н. Федоров, С.С. Клюкин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материа-

лы международной академической конференции. – Тюмень, ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2007. - С. 235-238.

17. Клюкин С.С. Оценка состояния призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скважины / С.С. Клюкин, К.В. Белов // Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений: Материалы конф. – Томск, 2007. - С. 19-20.

18. Клюкин С.С. Оценка состояния призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скважины / С.С. Клюкин, К.В. Белов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. тр. «СургутНИПИнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2007. - Вып. 8.- С. 184-188.

19. Клюкин С.С. Уточнение геологического строения осинского горизонта Талаканского газонефтяного месторождения методом гидропрослушивания / С.С. Клюкин, Д.С. Апёнышев, М.Н. Фараносов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. тр. «СургутНИПИнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2007. - Вып. 8.- С. 196-202.

20. Федоров В.Н. Оценка эффективности методов воздействия на призабойную зону скважины термогидродинамическими методами исследований / В.Н. Федоров, С.С. Клюкин // Международная конференция геофизиков и геологов: Программа конференции и каталог выставки. – Тюмень, ЕАГО, 2007. - С. 27.

21. Клюкин С.С. Повышение эффективности ГРП за счёт проведения оперативных исследований методом термометрии / С.С. Клюкин, М.Г. Нестеренко, А.М. Лосев, С.В. Шипунов // VIII научно-практическая конференция. Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Сб. тезисов докладов. – Москва, ОАО «НК «Роснефть» 2008. - С. 24-25.

Соискатель



С.С. Клюкин

Подписано в печать 17.08.09 Тираж 100 экз Заказ 426

Отпечатано ООО «Авиаграфия»
628400, г. Сургут, ул. Профсоюзов, 31 офис 126
Тел. (3462) 32-33-32